

# MERCADO ELÉCTRICO

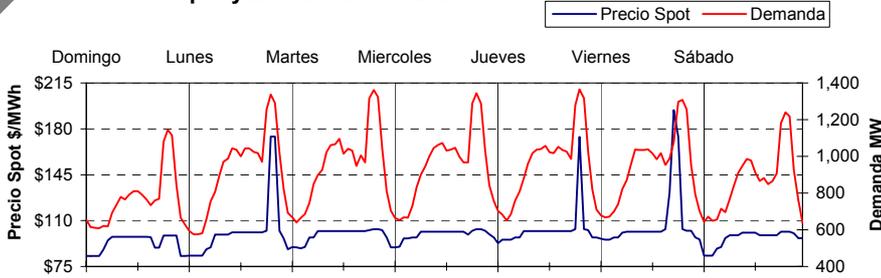
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 17 al 23 de Junio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

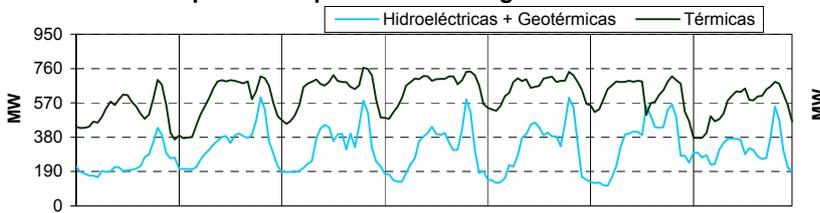
## Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



### PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de 100.26 \$/MWh con una variación de \$ 7.95 respecto a la semana anterior, con un máximo de 194.25 \$/MWh, el viernes de 17:00 a 18:00 hrs. El precio Spot tuvo un mínimo de 83.01 \$/MWh el domingo de 0:00 a 4:00 y de 22:00 a 24:00 horas. La demanda SNI tuvo un promedio de 906.93 MW, la demanda máxima fue el día jueves a las 19:45 horas con 1364.74 MW y una mínima de 576.05 MW el día lunes a la 3:00 hrs. El coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.3218

## Generación por fuente primaria de Energía



### FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	81.53%	15.12%	42.26%
Térmicas	69.73%	33.56%	55.3%

La tabla de arriba representa el porcentaje de utilización respecto a la capacidad instalada para las plantas Hidroeléctricas + Geotérmicas y Térmicas en el SNI.

## Exportación e Importación de energía al MER



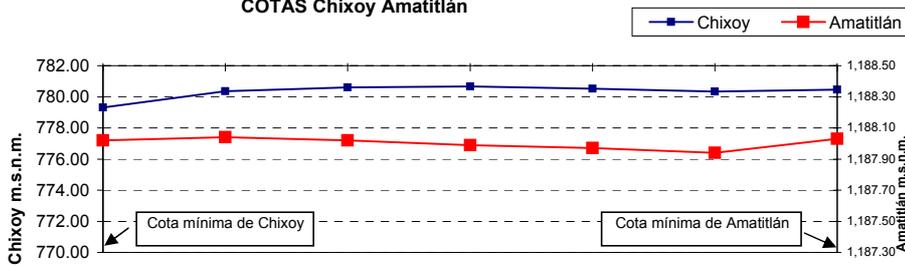
### EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

Guatemala exportó al MER un total de 3.62494 GWh.

El flujo máximo de intercambio del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 81.14 MW el día jueves a las 11:30 horas.

Mientras que el flujo máximo del MER hacia el Sistema Guatemalteco fue de -25.34 MW el martes a las 20:00 horas.

## COTAS Chixoy Amatitlán



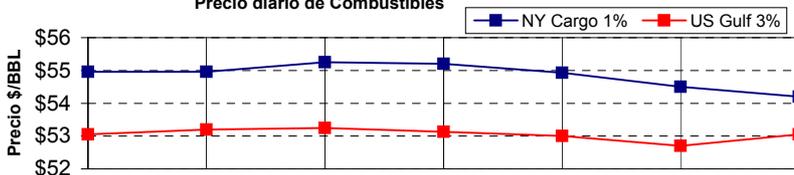
### HIDROLOGIA

La cota de Chixoy inició la semana en un valor de 779.32, y la finalizó en 780.46 m.s.n.m. lo que implica una diferencia de  $\uparrow$  1.14 m para la semana. La cota de Amatitlán estuvo entre los valores de 1188.02 y 1188.03 m.s.n.m. correspondiente a una variación de  $\uparrow$  0.01 m. Cota mínima de Chixoy: 770 m.s.n.m.

Cota mínima de Amatitlán: 1187.3 m.s.n.m.

Nota: m.s.n.m. significa metros sobre nivel del mar  
Cota: nivel del embalse

## Precio diario de Combustibles



### Resumen Combustibles

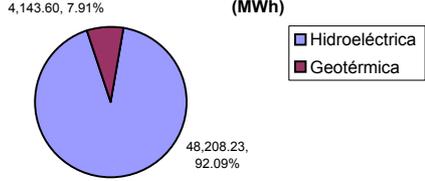
	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	53.51	54.97	$\uparrow$ 1.46
US GULF	52.73	53.06	$\uparrow$ 0.33
NYMEX	68.54	69.80	$\uparrow$ 1.26

### COMBUSTIBLES

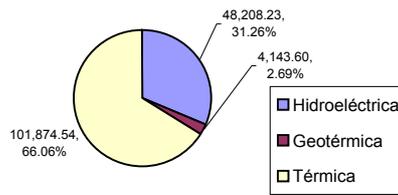
En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de 69.8 \$/BBL para entrega en Septiembre 2007, observándose una variación de \$ 1.26 respecto a la semana anterior. El promedio del Five Day Rolling Average del Bunker NY Cargo 1% fue 54.97 \$/BBL.

El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de 53.06 \$/BBL. Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de \$ 1.46 y \$ 0.33 respectivamente, comparando con la semana anterior.

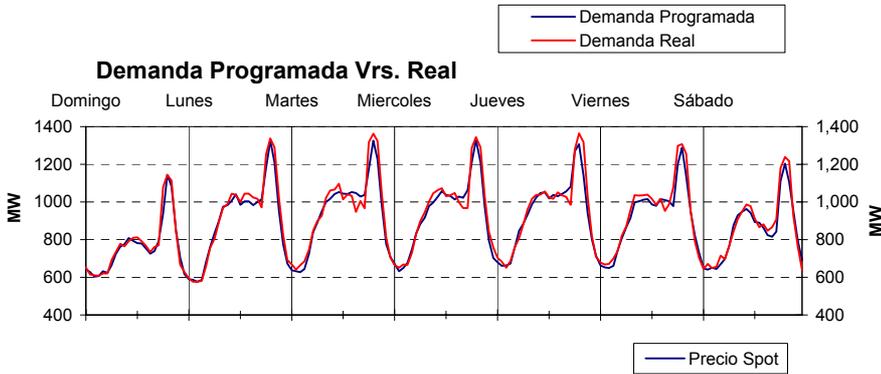
**Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)**



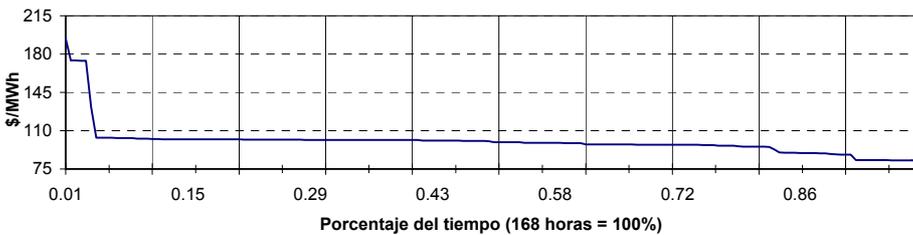
**Por fuente primaria de energía (MWh)**



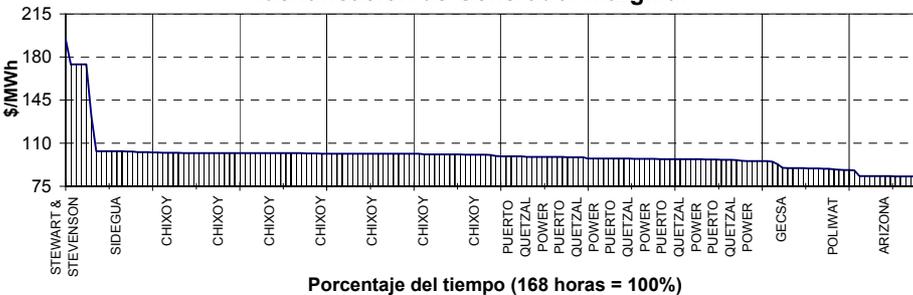
**Demanda Programada Vrs. Real**



**Curva de duración del Precio Spot**



**Identificación de Generador Marginal**



**PROGRAMAS DE GENERACIÓN**

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdespacho se comporta con una **desviación máxima de 10.685%, una mínima de 0.016% y un promedio de 2.913%** lo cual representa un desvío de **(136.6) MW, (0.11) MW y 6.17 MW** respectivamente.

**El MAPE de esta semana es 2.91%**, mientras que el de la semana anterior fue de 2.72%

Nota: (Un buen pronóstico requiere de un MAPE ≤ 4%)

**PRECIO SPOT**

El **30%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **95.41 y 99.42 \$/MWh**.

El **45%** del tiempo, el Spot se situó entre **99.42 y 103.44 \$/MWh**

**PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO**

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **CHIXOY con 41%, PUERTO QUETZAL POWER con 24%, ARIZONA con 8%, Otros generadores 27%**, (Cada generador con una participación menor al 5%) de participación en la semana.

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado <sup>1</sup>	Desviación % <sup>2</sup>
MAX	194.25 \$/MWh	1,364.7 MW	601.1 MW	764.7 MW	81.1 MW	1,328.0 MW	10.685%
MIN	83.01 \$/MWh	576.1 MW	111.5 MW	368.0 MW	(25.3)MW	577.0 MW	0.016%
PROM	100.26 \$/MWh	906.9 MW	311.6 MW	606.4 MW	20.2 MW	892.2 MW	2.913%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda **0.3218**

NOTA: Hidro= Generación Hidroeléctrica, Geo = Generación Geotérmica, INT = Intercambio en el mercado regional, S.N.I. = Sistema Nacional Interconectado

1: Demanda programada, 2: Desviación de la demanda Programada vrs. Posdespacho.

Fuente: Programación diaria y posdespachos de AMM

# Eventos

## Resumen de la operación semanal

Demanda de Energía	Precio Spot	Indisponibilidades	Otros
Se observan valores programados de demanda alejados de la demanda real observada. La distribución de la generación semanal muestra un incremento del 9.75% de la energía hidroeléctrica-geotérmica y una reducción de la generación termo del 3.16%.	Las variaciones del Precio Spot observadas causadas por indisponibilidad de unidades generadoras o disparo de líneas de transmisión, así como incremento de la disponibilidad de generación hidráulica.	Se observa indisponibilidades de corta duración de unidades térmicas por diversos motivos y otras importantes debido a problemas en el sistema de transmisión que afectan el Precio Spot y el servicio de energía eléctrica en varios puntos del país.	Mantenimientos de emergencia en varias líneas y subestaciones del centro y sur. Tampa como RRA por indisponibilidad de Chixoy y por problemas en línea Escuintla-Puerto Quetzal. 230KV.
<b>Domingo</b>			
Reducción de la generación hidro por caudal sucio en las centrales del sur occidente. Sin embargo la distribución hidro-termo se mantuvo muy cercano a lo programado.	Variaciones en banda mínima por reducción de capacidad e indisponibilidad de hidroeléctricas de sur occidente y otras unidades térmicas, y en banda máxima por disponibilidad en las mismas centrales	Por fuertes lluvias se da un aumento en los aportes de caudales los cuales presentan gran cantidad de sedimento afectando las hidroeléctricas de sur occidente. Chixoy 3 indisponible por mantenimiento	Fuertes variaciones en el intercambio debido a problemas en El Salvador y en el Bloque Sur. Disturbios menores en el sistema de transmisión
<b>Lunes</b>			
La máxima variación de la demanda fue de 119 MW respecto a la programada. La generación hidro mayor en un 11% y la térmica menor en un 5% debido a la disponibilidad de recurso hidráulico	Indisponibilidad de varias unidades térmicas e hidráulicas obligan a convocar generación más cara en banda máxima incrementando el Precio Spot entre 19 y 21 horas. El resto del día bastante apegado al programa. El costo operativo total un 10% por encima de lo programado.	Generadores Térmicos indisponibles por diversas causas.	Disturbios de corta duración y mantenimientos en el sistema de transmisión.
<b>Martes</b>			
La máxima variación de la demanda fue de 100 MW respecto a la programada, debido a la pérdida de carga en el sistema por problemas en el sistema de transmisión. La distribución de generación hidro-termo sin variaciones importantes	Se observan variaciones de poca importancia en el Precio Spot respecto al programado.	Disparo de línea Concepción - Escuintla 69 KV provoca pérdida de carga en el sur del país. Disparo de la línea Panaluya - Mayuelas 69KV deja sin servicio parte del Nororiente del país.	Se convoca a Tampa como RRA por problemas en 3 unidades de Chixoy.
<b>Miércoles</b>			
La generación hidro 4% mayor a lo programado y la termo menor en un 1%.	Se observan variaciones de poca importancia en el Precio Spot respecto al programado.	Algunos generadores hidroeléctricos indisponibles en banda media. Otras unidades térmicas indisponibles por cortos períodos.	Se efectúan trabajos de mantenimiento correctivo en las líneas de transmisión afectadas el día anterior.
<b>Jueves</b>			
La máxima variación de la demanda fue de 115 MW con respecto a la programada. La generación hidro 5% mayor a lo programado y la termo menor en un 2%.	El Precio Spot afectado en banda mínima por la indisponibilidades. El resto del día bastante apegado al programa	Indisponibilidades de corta duración a lo largo del día	Inician trabajos de emergencia en S/E GuateSur en banco 1 de 138/69 KV. Venta de energía de emergencia a Nicaragua
<b>Viernes</b>			
La generación hidro 23% mayor a lo programado y la termo menor en un 6%.	El Precio Spot severamente afectado entre 16 y 19 horas debido a problemas en el sistema de transmisión que provocaron la sincronización de generación no programada. El costo operativo total 11% mayor al programado	Disparo de la línea Escuintla 2-Puerto Quetzal 230KV dejando indisponibles a Poli watt y PQP. Se convoca generación adicional y Tampa como RRA. Problemas adicionales en S/E Escuintla dejan sectores sin servicio	Concluyen los trabajos en S/E GuateSur
<b>Sábado</b>			
La máxima variación de la demanda fue de 65 MW con respecto a la programada. La generación hidro 27% mayor a lo programado y la termo menor en un 9%, debido principalmente a la disponibilidad de recursos hidráulicos en las centrales del sur y occidente del país	El Precio Spot muestra valores menores de lo programado en banda mínima por el incremento de generación hidráulica. El costo operativo total se mantiene en los valores programados.	Indisponibilidades de corta duración	Trabajos de emergencia en línea Puerto Quetzal-Escuintla 2, 230KV en banda mínima (mañana) y Escuintla-Chiquimulilla 138 KV en banda mínima (noche). Otros disturbios de corta duración en el sistema de transmisión